91-0[illegible]220/

Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1989-1990

©Minister of Supply and Services Canada 1990
Cat. No. C88-1/1990
ISBN 0-662-58037-0

Ottawa, Ontario.
December 31, 1990.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1990, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Section 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*. During the fiscal year, Gerald E. Shannon served as Commissioner until December 1, 1989, when I succeeded him.

Yours sincerely,

Donald W. Campbell,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Honourable Donald Mazankowski, P.C. M.P.,
Deputy Prime Minister,
President of the Queen's Privy Council and
Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,
House of Commons,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

	Page
Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project	**1**
Planning for Expansion of the Pipeline System and Other Project Developments in Canada and the United States	**3**
The Prebuild	3
The Western Leg	3
— U.S. Developments	3
— Canadian Developments	4
The Eastern Leg	5
— U.S. Developments	5
— Canadian Developments	5
The Mackenzie Valley Pipeline Project	6
Application of the Bilateral Agreement on Procurement	7
Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline	9
Finance, Personnel and Official Languages	**11**
Finance and Personnel	11
Official Languages Plan	11
Appendix	
Report of the Auditor General of Canada	13

Ottawa—Head Office
Mr. Donald W. Campbell, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,
125 Sussex Drive,
Ottawa, Ontario.
K1A 0G2

ALASKA HIGHWAY
NATURAL GAS PIPELINE PROJECT

Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

Plans for more than doubling the export of Canadian gas to the United States through the Alaska Highway Gas Pipeline by substantially expanding the capacity of the pre-built Eastern and Western Legs continued to gain momentum during the fiscal year 1989-90.

The proposed increase to the prebuild capacity came in response to the ongoing rise in U.S. gas consumption to some 18.8 trillion cubic feet (tcf) during 1989 — an increase of around nine per cent over the previous two years, the steady decline on the supply side in the so-called U.S. gas bubble, and deregulation of gas markets.

Total Canadian gas exports to the United States during 1989 amounted to 37.9 billion cubic metres (1.34 tcf), a 5.4 per cent increase over 1988 exports of 35.9 billion cubic metres (1.27 tcf). This growth in export sales was moderate by comparison with the 72 per cent increase that occurred during the two previous years, reflecting the constraint placed on further export growth by the nearly full utilization of existing pipeline capacity.

Despite widespread expectations that demand for natural gas would continue to increase significantly during the foreseeable future, in part because of its less adverse environmental impacts as a fuel for electrical power generation and for the propulsion of vehicles, prevailing market conditions continued to impede plans for second-stage construction of the Alaska Highway Pipeline to provide access to U.S. gas reserves at Prudhoe Bay. Both U.S. and Canadian sponsors of the project remained confident, however, that strengthening market conditions — and rising natural gas prices — would clear the way for extension of the pipeline to the Alaskan North Slope by around the end of the decade.

Meanwhile, however, proposals for major expansions in the capacity of the existing Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline to permit substantial increases in the export of Canadian gas to U.S. markets in the western and mid-western states were being actively pressed before regulatory authorities on both sides of the border. These plans provide for a combined increase in the capacity of the two legs from 37.25 million cubic metres per day (1.3 billion cubic feet per day — bcf/d) to 77.11 million cubic metres (2.7 bcf/d).

Although plans for second-stage construction of the pipeline system to provide access to U.S. reserves on the Alaskan North Slope remained on hold, proposals for the development of Canadian Arctic reserves in the Mackenzie Delta region for export to the United States and possible sale also in southern domestic markets advanced significantly during the fiscal year. In August, 1989, the National Energy Board conditionally approved the export by Esso, Gulf and Shell of 260 billion cubic metres of gas (9.2 tcf) over a 20-year period to the United States commencing as early as 1996 (which still remains subject to federal government approval). In line with its previously-announced intention, Foothills Pipe Lines Ltd., sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada, filed an application with the Board for a certificate to build a pipeline from the Mackenzie Delta to Boundary Lake in Northern Alberta/British Columbia, which it proposed to connect with an extension from the northern terminus of the Eastern and Western Legs near Caroline, Alberta. The combined Mackenzie Valley Pipeline and prebuild

extension would have the capacity to transport an average daily volume of 34.10 million cubic metres (1.2 bcf). In its application to the NEB, Foothills did not indicate what plans it had for onward transmission of this gas from Caroline to southern markets.

As noted in the Agency's previous annual report, the U.S. Department of Energy in November, 1989, conditionally approved the annual export of some 14 million tons of liquified natural gas from the Prudhoe Bay area to Pacific Rim countries over a 25-year period by the Yukon Pacific Corporation. Both the U.S. and Canadian sponsors of the ANGTS and the Canadian government expressed their concern that the proposed exports through the proposed Trans-Alaska Gas System (TAGS) could deplete the Prudhoe Bay natural gas reserves which underpin the joint U.S.-Canadian pipeline. In March, 1990, the U.S. Department of Energy denied a request by two of the sponsors of the Project, Foothills Pipe Lines Ltd. and Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co. for a rehearing of the November decision. Even before the DOE denial of the request for a rehearing, the U.S. and Canadian sponsors filed a so-called protective complaint in the U.S. Court of Appeals for the District of Columbia as a means of preserving their right to a judicial review of the decision. (In May, 1990, the two sponsors of the project formally sought a judicial review of the Department's ruling in the District Appeal Court. Foothills' interest in the issue became further enhanced in June, 1990, when it acquired the 22 per cent equity interest in the company sponsoring the Alaskan segment of the ANGTS that was previously held by a subsidiary of the United Gas Pipeline Co. Other shareholders are the Pacific Gas and Electric Co., the Williams Companies, and TransCanada PipeLines Ltd.)

Those wishing further information about the scope of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the pipeline, and the role of the Northern Pipeline Agency are referred to NPA annual reports for 1978-79 to 1984-85.

Planning for Expansion of the Pipeline System and Other Project Developments in Canada and the United States

The Prebuild

Plans for constructing new facilities either to reinforce the operating capability of the pre-built Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline or to expand its capacity substantially on both sides of the border were outlined in the previous annual report of the Northern Pipeline Agency. During the 1989-90 fiscal year covered by this report, sponsors worked to install facilities already authorized and other proposed additions continued to work their way through the regulatory process in Canada and the United States.

The two southern legs of the project were built in the early 1980s for the initial purpose of transporting Canadian gas to U.S. markets. Their construction was approved by the two governments as a first stage in order to facilitate subsequent second-stage construction of the system to provide access to U.S. reserves at Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska and possibly also to Canadian reserves in the Mackenzie Delta region. Beginning at a point near Caroline, Alberta, some 105 km (63 mi) north of Calgary, the two legs stretch for a distance of 2 992 km (1,858 mi) to carry gas to markets in Southern California and the U.S. Mid-West. These pre-built segments comprise around one-third of the total proposed main-line system, which would be some 7 720 km (4,790 mi) in length.

Second-stage construction of the system to accomplish its primary objective of providing access to U.S. reserves on the Alaskan North Slope was put on hold for an indefinite period beginning in 1982 as a result of the onset of a severe economic recession and depressed gas market conditions. These problems were subsequently compounded by the development of what was widely regarded as a large but temporary surplus of U.S. gas supplies in the lower 48 states. The pre-built southern segments of the pipeline, which had an initial capacity to transport up to 37 million cubic metres of gas a day (1.3 bcf/d), for some years continued to operate well below capacity because of these same factors — particularly the Eastern Leg. As a result of growing U.S. demand for gas, however, both Legs have been operating at or close to capacity in recent years. As a result, sponsors on both sides of the border have been actively pursuing plans to reinforce the operating capability of the system and/or to expand and extend its throughput capacity. Following is an outline of these developments on both sides of the border.

The Western Leg — U.S. Developments

Plans developed by Pacific Gas Tranmission (PGT) and its affiliate, Pacific Gas and Electric (PG&E), for nearly quadrupling the capacity of the Western Leg of the Alaska Natural Gas Transportation System in the United States — increasing it from some 6.8 million cubic metres a day (240 million cubic feet a day — mmcf/d) to around 26.4 million cubic metres daily (932 mmcf/d) — continued to work their way through the regulatory process. The proposed expansion to

accommodate an increase in Canadian gas imports for delivery to California and the Pacific Northwest is subject to the approval of the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) with respect to the interstate portions of the pipeline and to the California Public Utilities Commission (CPUC) with respect to the intrastate aspects of the project. The two companies propose to add some 1 400 km (845 mi) of 1 067 and 914 mm loops (42 and 36 inches) to their existing system at an estimated cost of $1.2 billion (U.S.) to achieve the planned increase in throughput capacity.

Over the course of the past few years, several companies — including PGT/PG&E — have been vying with each other for the right to transport increased gas to meet growing demands in California and other western states. While three of the proposed projects would utilize domestic U.S. gas, one of the other proposals also involves increased imports of Canadian gas. The Altamont Gas Tranmission Project, which includes Petro-Canada among its partners, filed a proposal in July, 1989, to transmit some 19.8 million cubic metres of gas a day (700 mmcf/d) southward to Wyoming to connect with the proposed Kern River Gas Transmission Co., which would subsequently carry the gas on to markets in California.

In a decision brought down in February, 1990, the CPUC decided to leave it to market forces to determine whether one or more of the projects were economically and financially viable, rather than make its own choice between competing proposals. (In May, 1990, the FERC called a technical conference to consider a variety of aspects of the applications under the conventional Section 7 (c) of the U.S. *Natural Gas Act* submitted by PGT/PG&E and Altamont. The Altamont application was subsequently dismissed without prejudice on the grounds that it was deficient in providing certain essential information. Altamont, however, still has an application before the FERC under the new optional certificate procedure established by the Commission. At the time of writing of this report, the question of how the PGT/PG&E application would be handled still remained undetermined.)

— Canadian Developments

During the fiscal year, extensive discussions were held between Foothills Pipe Lines Ltd. and the Alberta Natural Gas Company Ltd. (ANG) with respect to the contemplated expansion in the Western Leg in Canada to provide the increased throughput capacity required to transport the nearly fourfold increase in imports of Canadian gas through the Alaska Highway Pipeline System being planned by PGT/PG&E. ANG, which is owned to the extent of 49 per cent by PGT, in turn owns a 49 per cent interest in Foothills (South B.C.). As initially constructed, the prebuild consists of four loops on the ANG pipeline that are owned by Foothills. These loops consist of 87.8 km (54.6 mi) of 914 mm (36-inch) pipe. Compression is provided by ANG as part of the integrated system.

(In May, 1990, Foothills and ANG made submissions to the Northern Pipeline Agency and the National Energy Board, respectively, that would have the effect of increasing the throughput capacity of the Western Leg in South B.C. by some 26.4 million cubic metres daily (932 mmcf/d) from its current level of 6.8 million cubic metres (240 mmcf/d) at an estimated cost of $167 million. Foothills proposed to add another 77.1 km (47.9 mi) of 1 067 mm (42-inch) pipe to close out almost entirely the existing four loops, which are smaller in diameter than the proposed new pipe sections. The Foothills submission to the NPA was contained in two proposed addenda to the System Design Report for the Alaska Highway Pipeline Project, one of which was to accommodate the increased imports sought for tranmission via PGT and the other to provide capacity to increase exports of Pan-Alberta Gas Ltd. to Southern California from the prevailing level of 6.8 million cubic metres daily (240 mmcf/d) to 8.5 million cubic metres (300 mmcf/d). Foothills proposed to install an additional 11 km (6.8 mi) of looping only if the increase in capacity were required solely to provide the higher throughput requested by Pan-Alberta.

(Because it is subject to its regulatory jurisdiction, ANG filed an application with the NEB to install three new compressor units and make other modifications to its system to accommodate the proposed increase in capacity.

(At present, the pre-built portion of the Western Leg in Alberta consists of three loops on the NOVA pipeline system. In its submission to the Northern Pipeline Agency, Foothills said that in order to provide the necessary increase in throughput capacity on the Alberta portion of the Western Leg, it would be necessary for the NOVA system to be expanded.

(In July, 1990, a Canadian law firm acting on behalf of Altamont, which as noted earlier also proposes to export additional Canadian gas to western U.S. markets, filed a notice with the NEB and the NPA of its

objection to the regulatory process under which Foothills and ANG proposed to pursue the planned expansion of the Western Leg in South B.C.. Altamont argued that the related expansion proposed south of the border by PGT/PG&E was not part of the ANGTS and, by the same token, the expansion proposed by Foothills did not form part of the certificate granted to it under the *Northern Pipeline Act* for construction in Canada of the Alaska Highway Gas Pipeline. Consequently, Altamont contended, the entire expansion of the South B.C. system came under the sole jurisdiction of the National Energy Board. Subsequently, Altamont amended its objection to confine it to the expansion proposed to accommodate the increased capacity sought by PGT/PG&E, excluding the more limited expansion of capacity required to supply the increased throughput sought by Pan-Alberta. At the time of writing, the Board and the Agency were awaiting comments from Foothills and ANG and any other interested parties, together with any reply by Altamont, before determining how to respond to Altamont's notice of objection.)

The Eastern Leg — U.S. Developments

As noted in previous annual reports, Northern Border Pipeline Ltd., sponsor of the Eastern Leg in the United States, submitted an application under Section 7(c) of the *Natural Gas Act* to the FERC in November, 1987, for authority to expand substantially the capacity of the existing 1 326 km (822 mi) of the 1 067 mm (42-inch) line from the Canadian border near Monchy, Saskatchewan, to Ventura, Iowa, and to extend it some 600 km (370 mi) from its existing terminus to Tuscola, Illinois. The capacity of the proposed extension would have amounted to some 31 million cubic metres daily (1.1 bcf/d). In March, 1990, Northern Border announced that it was withdrawing this application and intended to file a new application under FERC's optional certificate procedure, which provides for an abbreviated regulatory review.

(In this revised application to the FERC that it filed in June, 1990, the company proposed to add seven additional compressor units and to extend the system some 600 km (370 mi) from Ventura to Tuscola with pipe of 762 mm (30-inch) diameter. Capacity on the existing system would be increased by approximately 10.6 million cubic metres a day (373 mmcf/d) to a total of 36.3 million cubic metres daily (1.28 bcf/d). The capacity of the extension would be around 12.7 million cubic metres daily (450 mmcf/d). Total cost was estimated at $373 million (U.S.). Because of greater demand than first anticipated, Northern Border announced in August that it proposed to amend its application to increase the pipe diameter of the extension to Tuscola to 914 mm (36 inches), which would increase costs by some $60 million. The company said the larger pipe would increase capacity of the extension to around 17 million cubic metres per day (600 mmcf/d) initially and ultimately to around 28.3 million cubic metres a day (1 bcf/d).

Even before the withdrawal of its 1987 application and its replacement by a new one, however, the status of Northern Border's expansion plans became clouded. This was the result of an announcement by the Natural Gas Pipeline Co. of America in February, 1990, that it intended to seek a connection at the Ventura terminus of the existing Northern Border line through a 242 km (150 mi) of 762 mm diameter (30-inch) pipe that would run southward to join with its existing system. In March, Northern Border announced that it declined to accept the proposed link because of the regulatory uncertainties it would create and the lack of precise information about Natural's potential suppliers and buyers of gas. Natural Gas countered later the same month by alleging Northern Border's position was "anti-competitive". (In June, 1990, Northern Border appealed to the FERC to issue a declaratory order spelling out just what obligations it had, if any, to construct and operate facilities for the delivery of gas to Natural, thus for the first time raising regulatory questions about the application of previously untested new procedures adopted in the United States as a further means of increasing industry competition.)

In addition to these expansion plans, Northern Border also continued to have an application before FERC for authority to install a new Compressor Station 10 on the existing system to accommodate certain increased Canadian gas imports totalling 4.2 million cubic metres a day (150 mmcf/d). This application had particular implications with respect to the implementation of the bilateral procurement agreement between Canada and the United States, as explained in a subsequent section.

— Canadian Developments

In its 1988-89 annual report, the Northern Pipeline Agency outlined a proposal by Foothills to install a new compressor station near Val Marie, Saskatchewan —

No. 393. The additional compressor unit was intended to provide increased operational security on the Eastern Leg and also to be available to provide some increase in throughput capacity. An addendum to the System Design Report submitted by the company to provide for the new station was approved in February, 1989, by Kenneth W. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, who had been appointed by the Governor in Council to carry out the functions under the *Northern Pipeline Act* of Administrator and Designated Officer.

During the 1989-90 fiscal year, the Agency considered several submissions by Foothills in compliance with the terms and conditions of the *Northern Pipeline Act* and other regulations adopted under the authority of that legislation. These submissions covered a wide variety of technical, socio-economic and environmental aspects of the project. Some submissions also required the approval of the National Energy Board and/or the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, the Hon. Donald Mazankowski. In addition, the NPA implemented the procedures provided for in the 1980 agreement between Canada and the United States covering the procurement for the project of designated items — such as large-diameter pipe, compressor units and large valves and fittings. A subsequent section of this report outlines the issue that has arisen concerning the application of these procurement procedures to proposed expansions of the prebuild south of the border.

Foothills was authorized to commence preparation of the site in June, 1989, and to commence construction of the compressor station in August, a task that continued throughout the balance of the fiscal year. (The National Energy Board granted leave to open the station in July, 1990, following completion of construction and the required testing of the new facilities.)

In April, 1989, Foothills submitted plans to the National Energy Board for increasing throughput capacity on the Eastern Leg by removing existing restrictions on maximum operating pressure resulting from its current integration with the NOVA system in Alberta and the lower operating pressures of the natural gas liquids extraction plant at Empress, which is located near the Saskatchewan border. As noted in the NPA's previous annual report, Foothills proposed to eliminate most interconnections with the NOVA pipeline and to install decompression-recompression facilities adjacent to the Empress extraction plant that would enable it to increase the capacity of deliveries to the Eastern Leg in Saskatchewan by some 7.8 million cubic metres daily (275 mmcf/d). Effectively, this would amount to an increase in the throughput capacity of the Eastern Leg of about 25 per cent to 38.2 million cubic metres a day (1.35 bcf/d).

It is estimated that the existing system can be expanded to a maximum capacity of some 51 million cubic metres a day (1.8 bcf/d). In its Reasons for Decision of June, 1989, the Board concluded that the estimated cost of the new facilities of $34.5 million "are modest relative to the potential benefits that they could provide." (Installation of the new facilities was completed and leave to open granted by the Board in mid-November, 1990. In December, 1990, Foothills advised the Northern Pipeline Agency of its proposal to install two new compressor stations on the Alberta segment of the Eastern Leg in order to accommodate an increased throughput of gas to Empress requested by NOVA of some 16.35 million cubic metres a day (577 mmcf/d).)

In its previous annual report, the NPA noted that final terms of settlement had been reached in a long-running dispute between Pan-Alberta Gas Ltd. of Calgary, Alberta, and the United Gas Pipeline Co. The agreement provided for Pan-Alberta to assume United's rights and obligations as a shipper of up to 12.74 million cubic metres a day (450 mmcf/d) through Northern Border and for Enron Corp. of Houston, Texas, to assume United's 12.25 per cent stake in Northern Border equity. In a decision in September, 1989, the FERC upheld this new arrangement and rejected motions for a rehearing of the issue.

The Mackenzie Valley Pipeline Project

In August, 1989, the National Energy Board conditionally approved the applications by Esso, Gulf and Shell for authority to export 260 billion cubic metres (9.2 tcf) of Canadian gas from the Mackenzie Delta over a 20-year period beginning in 1996. In keeping with its announced intention, Foothills in October, 1989, submitted an application to the Board to build a 1 646 km (1 023 mi) pipeline of 864 mm (34-inch) diameter from the Delta to a point near Boundary Lake, which lies between Northern B.C. and Alberta.

In a letter sent at the same time to the Commissioner of the Northern Pipeline Agency, Foothills advised that it intended at a later date to seek NPA authorization for an extension of the prebuild from its present northern terminus near Caroline, Alberta, to link up with the Mackenzie Valley Pipeline near Boundary Lake. This proposed extension would involve building some 656

km (407 mi) of 1219 mm (48-inch) along the route proposed for the Alaska Highway Gas Pipeline, which initially would be capable of transporting 34 million cubic metres a day (1.2 bcf/d) of gas from the Delta to southern markets in the United States and Canada. Cost of the entire pipeline was estimated at $4.4 billion in 1988 dollars, excluding the cost of funds used during construction.

The application submitted by Foothills for authority to build the proposed Mackenzie Valley Pipeline was, as the company emphasized, put forward as a possible alternative to the original proposal to provide access to Canadian gas in the Mackenzie Delta Region through a so-called Dempster Lateral. This pipeline would extend southwestward from the Delta to hook up with the main line of the proposed Alaska Highway Gas Pipeline at Whitehorse, capital of the Yukon Territory. This would involve construction of a 1 200 km (740 mi) pipeline of 864 mm (34 inches) in diameter capable of transporting up to 34 million cubic metres of gas a day (1.2 bcf/d).

On the recommendation of the National Energy Board, the federal government in 1978 entered into an agreement with Foothills under which the company assumed an obligation to build the Dempster Lateral if it were subsequently approved by the NEB. At the time, it was assumed that access to Canadian gas in the Delta Region would only be sought at some time after the pipeline to Prudhoe Bay had become operational. The move by the three owners of Mackenzie Delta reserves to seek markets for their gas at a time when plans for completing access to Prudhoe Bay reserves remained on hold prompted Foothills to formulate its alternative plan for a Mackenzie Valley Pipeline. Construction of the proposed line to join with an extension of the Alaska Highway Pipeline connecting with the pre-built Eastern and Western Legs at Caroline, Alberta, could also facilitate ultimate completion of the main-line system to Prudhoe Bay.

(Under the Dempster Agreement, it was provided that the obligations assumed by Foothills would expire no later than April 13, 1990. Following a series of discussions with the company, it was mutually agreed to extend the agreement unchanged for an additional term of up to 10 years. The extension of the agreement to the year 2000 was signed on behalf of the federal government by the Hon. Jake Epp, Minister of Energy, Mines and Resources, and the Hon. Don Mazankowski, the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. "This agreement will help Canada keep its future energy options open," Mr. Epp said in a press release covering announcement of the extension that was issued on April 12, 1990.)

In November, 1989, the NEB announced that, following a preliminary review, it would defer further consideration of Foothills' Mackenzie Valley Pipeline application until additional information had been filed by the company. This included submissions relating to such matters as the final route, socio-economic, environmental and geotechnical assessments, pipeline design, upstream and downstream connecting facilities, a cost-benefit analysis, evidence regarding gas supply and markets, transportation contracts, financing considerations and the proposed tariff. Notwithstanding the deferral by the Board, Foothills continued extensive discussions with a number of other parties interested in participating in the ownership and management of the proposed new pipeline.

Meanwhile, the necessary approval by the Governor in Council of the Mackenzie Delta gas export licences authorized by the Board in August, 1989, was also put on hold following two court decisions which, in effect, required that federal departments and agencies comply with the federal government's own Environmental Assessment and Review Guidelines. In February, 1990, Mr. Epp, the Minister of Energy, Mines and Resources, wrote to the NEB Chairman, Roland Priddle, to advise him that the government intended to withhold approval of a number of authorizations issued by the Board, including the Delta gas export licences, pending receipt of advice on whether the Board had complied with these guidelines and, if not, how it intended to comply. Later that same month, Mr. Priddle informed the Minister that the Board proposed to conduct an environmental screening of the licences in question, as well as relevant applications received in future. In the case of the proposed export of Mackenzie Delta gas, the Board directed the three companies to file submissions with respect to environmental questions by August, 1990, following which further time was provided to other interested parties to submit comments on the submissions by Esso, Gulf and Shell and an additional period for those companies to respond.

Application of the Bilateral Agreement on Procurement

In formulating the 1977 agreement between Canada and the United States on the Alaska Highway Gas Pipeline, representatives of the U.S. government stressed the importance of developing a variety of

means of ensuring that the proposed system would be built as efficiently and cost-effectively as possible. As one means of achieving that goal, the agreement provided in Section 7 that each government would seek to ensure that the supply of goods and services to the project would be "on generally competitive terms." To help accomplish that particular objective, the two governments signed an agreement in June, 1980, that was intended to give potential U.S. and Canadian suppliers of certain designated items — large-diameter pipe, compressor units and large valves and fittings — a fair opportunity to compete for contracts on both sides of the border. The agreement designated the Northern Pipeline Agency and its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, as the bodies responsible for implementing the procedures the two governments had undertaken to establish "on a reciprocal basis." This process was fully complied with on both sides of the border when procurement of these designated items was being undertaken for the prebuilding of the Eastern and Western Legs in the early 1980s. The process was also invoked by Canada more recently in connection with construction of Compressor Station 393 in Saskatchewan to provide increased security of operation on the Eastern Leg.

In the United States, there were growing indications that a different view was being taken of the relationship of proposed expansions in the capacity of the Eastern and Western Legs of the *Alaska Natural Gas Transportation Act* (ANGTA), under which the pre-built facilities had originally been authorized by the President and Congress, and, therefore, of the applicability of the bilateral procurement agreement between the two governments.

In a report to Congress in October, 1988, the then-Federal Inspector noted that Northern Border had not sought authorization for a proposed expansion/extension of the Eastern Leg in the United States under ANGTA. He said the company had indicated the proposed increase in throughput capacity would not amount to a second-phase of the ANGTS "because it was not intended to transport Alaskan gas, has different project sponsors, and does not correspond to the technical specifications or proposed location of Phase II of ANGTS." In a subsequent report to Congress, the Office of the Federal Inspector indicated that a similar position had also been taken by PGT/PG&E in the case of its proposed expansion of the Western Leg in the United States. In its application to the Federal Energy Regulatory Commission, however, PGT said the proposed expansion would "complete the U.S. portion of the Western Leg of the ANGTS" and that the project would provide PGT's customers access to Alaskan gas.

The position of the U.S. sponsors only became directly linked to the related issue of the applicability of the 1980 Procurement Agreement through a letter written to the Acting Federal Inspector, Melvin Hurwitz, in January, 1990, by an official in charge of the proposed installation of a new Compressor Station 10 on Northern Border to enable it to transport increased Canadian imports. The letter from the company said the application for the compressor station "was not filed under ANGTA and did not purport to relate to, or be part of, the ANGTS prebuild because the economic justification and feasibility of the Station No. 10 addition is not, in any way, dependent upon potential throughput of Alaskan gas. Accordingly, the ... addition is not subject to the Principles (of the 1977 pipeline agreement) or the 1980 (procurement) Procedures."

In response by letter of late March, 1990, to the invitation from Mr. Hurwitz to comment on this submission, the Commissioner of the Northern Pipeline Agency, Donald W. Campbell, expressed his concern with regard to Northern Border's contention that the Procurement Agreement did not apply to the proposed new compressor station facilities.

(Replying the following month, Mr. Hurwitz said Northern Border had made it clear that it did not consider any part of its proposed expansion/extension plans formed part of the ANGTS. Given the considerable judicial and regulatory advantage that sponsors enjoyed under the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, "decisions concerning ANGTS status by a sponsor should be conclusive in most situations," Mr. Hurwitz stated. "I see no reason why Northern Border's decision concerning its expansion and extension plans should be reconsidered."

(In a subsequent response in July, 1990, the Commissioner requested the opportunity to have consultations with U.S. representatives on the applicability of the 1980 Procurement Agreement as provided for both under that accord and under the 1977 Pipeline Agreement. In his report to Congress of August, 1990, the Acting Federal Inspector advised that he had had ongoing discussions with the NPA regarding the applicability of the procurement procedures to the Eastern Leg of the ANGTS in the United States. He noted also that the Commissioner had requested consultations on the issue, which were scheduled to take place in Washington the following month. As a result of those discussions, U.S. representatives subsequently agreed to

refer the questions raised by Mr. Campbell for consideration by the Executive Policy Board, a body composed of senior officials from eight different federal departments and agencies that was established to provide a source of advice on issues involving the ANGTS.)

Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline

The increased pace of regulatory activities related to the pipeline that began in 1988-89 with the development of new plans by sponsors of the project for expansion and extension of existing facilities continued without abatement on both sides of the border during the past fiscal year.

As noted earlier, the Northern Pipeline Agency remained engaged in fulfilling its regulatory responsibilities in connection with the planning and construction of Compressor Station 393 on the Eastern Leg in Saskatchewan. Much of this task was overseen by Mr. Vollman, the Temporary Member of the National Energy Board who was first appointed as Administrator and Designated Officer under the provisions of the *Northern Pipeline Act* in December, 1988, until September, 1989. Mr. Vollman was subsequently reappointed for a three-year term. The Agency continued to be obliged to the National Energy Board for making available on a contractual basis the services of its staff as required to provide the NPA with all information and advice necessary to discharge its regulatory functions. Staff of the NEB also continued to provide administrative support services to the NPA. As in the past, the costs of all services provided by the Board have been billed to the Agency and are recovered subsequently from Foothills in the same manner as other NPA costs, as required under the *Northern Pipeline Act*.

As noted in the previous annual report, G.E. Shannon, who became Commissioner of the Northern Pipeline Agency in June, 1988 — in addition to serving as Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs, was posted to Geneva as of January 1, 1990, to become Canada's Ambassador for Multilateral Trade Negotiations and Chief Negotiator. He was succeeded as Commissioner of the Agency on December 1, 1989, by Donald W. Campbell, who also was appointed Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs.

During the year, the NPA's counterpart agency in the United States continued to be directed by B. Melvin Hurwitz as Acting Federal Inspector. (In early October, 1990, President George Bush announced that it was his intention to nominate Michael Joseph Bayer as Federal Inspector. Mr. Bayer has had extensive experience in the energy field in both the private and public sector, serving most recently as Manager of Washington Operations for the Panhandle Eastern Corporation. Mr. Bayer's appointment was subsequently confirmed by the Senate in late October and he was sworn in early in November.)

For the first time since 1982, Mr. Hurwitz in September, 1989, reactivated the Executive Policy Board (EPB), which — as was recalled earlier — is a body composed of senior officials from eight federal departments and agencies that was established to provide advice on policy matters involving the planning and construction of the ANGTS. As he subsequently informed Congress in one of the OFI's regular reports, Mr. Hurwitz stated at the opening session of the Board "that the time may be coming soon when North Slope gas is finally brought to market and that he believed it was important that this Board be in place and prepared to deal with ANGTS-related actions in an efficient manner." (In June, 1990, members of the EPB took a trip to Alaska to observe existing petroleum operations there and to be briefed on various issues by representatives of a number of companies with an interest in Alaskan oil and gas development and by Alaskan state officials.)

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1990, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1989-90 provided $412,000 and two person-years for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled $210,000. At year-end, only three employees were on staff, of whom two were on a part-time basis. The National Energy Board provides finance and personnel services, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, $161,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which $38,000 related to prior year costs. In addition, $30,000 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1990. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1990 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement applied on a basis consistent with that of the preceding year.

D. Larry Meyers, F.C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
July 5, 1990

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Expenditure and Receipts
March 31, 1990

	1990	1989
Expenditure (Note 3)		
Professional and special service	$107,087	$ 47,168
Salaries and employee benefits	79,763	116,086
Rentals	15,149	38,938
Travel and communications	3,712	5,248
Information	3,710	3,801
Materiel and supplies	650	667
Repair and upkeep	378	53
	210,449	211,961
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines Ltd. (Note 4)	160,756	238,975
Easement fees	30,400	27,594
Other recoveries	1,832	658
	192,988	267,227
Excess of expenditures over receipts (Excess of receipts over expenditure)	$ 17,461	$ (55,266)

Approved by:

Commissioner

Senior Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to Statement of Expenditure and Receipts
March 31, 1990

1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditures are financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

3. Expenditure

Expenditure for the year was funded as follows:

	1990	1989
Parliamentary appropriations		
Transport		
Vote 25 (Vote 85 in 1989)—Program expenditure	$390,000	$356,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	22,000	32,000
	412,000	388,000
Amount not required	201,551	176,039
	$210,449	$211,961

4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines Ltd.

	1990	1989
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	$210,449	$211,961
* Adjustment in respect of employee benefits	(12,123)	(18,967)
Other recoveries	(10)	(658)
Adjustment for non-recoverable costs	(1,622)	(902)
	196,494	191,434
Prior year cost recovered in the current year	37,731	85,272
Cost to be recovered in the following year	(73,469)	(37,731)
	$160,756	$238,975

* The Agency's share of employee benefits paid to the government for the current year, based on budgeted salary costs, has exceeded the actual employer's share. Costs recoverable for employee benefits have been adjusted to reflect a charge of 17.1% of actual salary expenditures. The latter percentage is in accordance with the Guide to the Costing of Outputs published by Treasury Board Canada in February 1989.

5. Employees' contingency and termination plans

Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1990 are estimated at $38,906 (1989—$33,101).

Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations, unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1990 are estimated at $22,400 (1989—$22,400).

6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties were to scale down their activities.

Administration du pipe-line du Nord
Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

RAPPORT ANNUEL

1989-1990

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1990
N° de cat. C88-1/1990
ISBN 0-662-58037-0

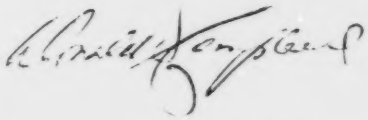
Ottawa (Ontario)
Le 31 décembre 1990

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1990, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période. Pendant l'exercice, Gerald E. Shannon a assumé les fonctions de directeur général jusqu'au 1er décembre 1989, jour où je lui ai succédé.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Le directeur général de
l'Administration du pipe-line
du Nord,



Donald W. Campbell

L'honorable Donald Mazankowski, C.P., député
Vice-premier ministre
Président du Conseil privé et
ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord
Chambre des communes
Ottawa (Ontario)

Table des matières

Page

Le projet de gazoduc de la route de l'Alaska : Vue d'ensemble **1**

Les plans d'expansion du réseau du gazoduc et les autres développements du projet au Canada et aux États-Unis **3**

Les embranchements est et ouest 3

L'embranchement ouest 4
— Développements du côté américain 4
— Développements du côté canadien 4

L'embranchement est 5
— Développements du côté américain 5
— Développements du côté canadien 6

Le projet du pipe-line de la vallée du Mackenzie 7

Application de l'accord bilatéral d'achats 8

Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc 9

Finances, personnel et langues officielles **11**

Finances et personnel 11
Plan des langues officielles 11

Appendice

Rapport du Vérificateur général du Canada 13

Ottawa – Siège social
M. Donald W. Campbell, directeur général

Édifice Lester B. Pearson
125, promenade Sussex
Ottawa (Ontario)
K1A 0G2

PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA

Le projet de gazoduc de la route de l'Alaska : vue d'ensemble

Le projet d'augmenter de plus du double les exportations de gaz canadien aux États-Unis en accroissant considérablement la capacité des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska a continué de progresser au cours de l'exercice 1989-1990.

Ce projet d'accroître ainsi la capacité du gazoduc s'est formé par suite de l'augmentation soutenue de la consommation américaine de gaz, qui a atteint en 1989 quelque 18,8 billions de pieds cubes, soit une augmentation d'environ 9 p. 100 par rapport aux deux années précédentes; par suite aussi de la diminution constante de ce qu'on est convenu d'appeler la "bulle" américaine d'approvisionnement en gaz, ainsi que de la déréglementation des marchés du gaz.

En 1989, le volume total des exportations de gaz canadien aux États-Unis a atteint 37,9 milliards de mètres cubes (1,34 billion de pi^3), soit une augmentation de 5,4 p. 100 par rapport au volume de 1988, qui a été de 35,9 milliards de mètres cubes (1,27 billion de pi^3) : cette augmentation a été modeste en comparaison de celle de 72 p. 100 qui s'est produite au cours des deux années précédentes, et elle témoigne ainsi des contraintes que l'utilisation presque à cent pour cent de l'actuelle capacité du gazoduc impose à la croissance ultérieure des exportations.

Même si l'on s'attendait généralement à ce que la demande de gaz naturel continue d'augmenter notablement dans un avenir prévisible, en partie à cause de l'impact moins négatif du gaz naturel sur l'environnement quand il sert de carburant dans la production de l'énergie électrique et dans la propulsion des véhicules, les conditions qui prévalent sur le marché ont continué de faire obstacle à la construction de la seconde phase du gazoduc de la route de l'Alaska qui donnera accès aux réserves américaines de gaz de la baie Prudhoe. Les promoteurs américains et canadiens du projet sont cependant restés convaincus que le raffermissement des conditions du marché ainsi que l'augmentation des prix du gaz naturel vont lever les obstacles au prolongement du gazoduc jusqu'au versant nord de l'Alaska à peu près vers la fin de la décennie.

Dans l'intervalle toutefois, les plans pour accroître considérablement la capacité des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska et permettre ainsi d'augmenter substantiellement l'exportation de gaz canadien vers les marchés des États américains de l'ouest et du Midwest ont fait l'objet de demandes instantes auprès des organismes de réglementation des deux côtés de la frontière. Ces plans prévoient l'accroissement de la capacité combinée des deux embranchements depuis 37,25 millions de mètres cubes par jour (1,3 milliard de pieds^3 par jour) jusqu'à 77,11 millions de mètres cubes par jour (2,7 milliards de pi^3 par jour).

Même si les plans de construction de la seconde phase du réseau de pipe-line qui donnera accès aux réserves américaines du versant nord de l'Alaska sont restés en suspens, les plans d'exploitation des réserves arctiques du Canada de la région du delta du Mackenzie en vue de l'exportation aux États-Unis et aussi des possibilités de vente sur les marchés intérieurs du sud ont progressé notablement au cours de l'exercice. En août 1989, l'Office national de l'énergie a autorisé à certaines conditions l'exportation aux États-Unis par Esso, Gulf et Shell de 260 milliards de mètres cubes de gaz (9,2 billions de pi^3) sur une

période de 20 ans à partir déjà de 1996 (autorisation accordée sous réserve de celle du gouvernement fédéral). Conformément à son intention déjà annoncée, la société Foothills Pipe Lines Ltd., promoteur canadien du gazoduc de la route de l'Alaska, a demandé à l'Office l'autorisation de construire un pipe-line entre le delta du Mackenzie et Boundary Lake, dans le nord de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, pipe-line qu'elle a proposé de raccorder à un prolongement du point d'aboutissement nord des embranchements est et ouest près de Caroline (Alberta). La capacité combinée du pipe-line de la vallée du Mackenzie et du prolongement du gazoduc permettrait de transporter un volume quotidien moyen de 34,10 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pi^3). Dans sa demande auprès de l'Office national de l'énergie, la société Foothills n'a pas mentionné quels plans elle avait pour acheminer ce gaz à partir de Caroline vers les marchés du sud.

Comme l'Administration le mentionnait dans son rapport de l'année dernière, le ministère américain de l'Énergie a, en novembre 1989, autorisé à certaines conditions la Yukon Pacific Corporation à exporter annuellement quelque 14 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié depuis la région de la baie Prudhoe vers les pays de la ceinture du Pacifique pendant une période de 25 ans. Les promoteurs américains et canadiens de l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) ainsi que le gouvernement canadien se sont dits préoccupés de ce que les exportations qu'on projetait de faire par le Trans-Alaska Gas System (TAGS) proposé pouvaient épuiser les réserves de gaz naturel de la baie Prudhoe, réserves qui sont la base du projet conjoint de gazoduc des États-Unis et du Canada. En mars 1990, le ministère américain de l'Énergie a rejeté la requête de deux des promoteurs du projet, la Foothills Pipe Lines Ltd. et l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., à l'effet de soumettre la décision de novembre à une nouvelle audition. Même avant le rejet de cette demande par le ministère américain de l'Énergie, les promoteurs américains et canadiens avaient déposé ce qu'il est convenu d'appeler une plainte protectrice auprès de la cour américaine d'appel du district de Columbia comme moyen de préserver leur droit à une révision judiciaire de la décision. (En mai 1990, les deux promoteurs du projet ont formellement cherché à obtenir de la cour d'appel du district une révision judiciaire de la décision du ministère américain de l'Énergie. En juin 1990, l'intérêt de la Foothills dans l'affaire s'est accru du fait qu'elle a alors acquis la part de 22 p. 100 de l'actif de la société promotrice du segment de l'Alaska de l'ANGTS, part de l'actif qui était antérieurement détenue par une filiale de la United Gas Pipeline Co. Les autres actionnaires sont la Pacific Gas and Electric Co., les Williams Companies et la TransCanada Pipe Lines Ltd.).

Pour de plus amples renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur son tracé, ainsi que sur le rôle de l'Administration du pipe-line du Nord, veuillez consulter les rapports annuels de 1978-1979 à 1984-1985.

Les plans d'expansion du réseau du gazoduc et les autres développements du projet au Canada et aux États-Unis

Les embranchements est et ouest

Dans son rapport de l'an dernier, l'Administration du pipe-line du Nord a donné un aperçu des plans de construction des installations nouvelles qui serviront soit à renforcer la capacité d'exploitation des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska, soit à en accroître considérablement la capacité des deux côtés de la frontière. Au cours de l'exercice 1989-1990 qui fait l'objet du présent rapport, les promoteurs se sont employés à mettre en place les installations déjà autorisées pendant que les autres ajouts projetés continuaient de suivre la filière réglementaire au Canada et aux États-Unis.

Les deux embranchements sud du projet ont été construits au début des années 80 dans le but premier d'acheminer le gaz canadien vers les marchés américains. Leur construction a été approuvée par les deux gouvernements comme une première phase qui faciliterait la construction de la seconde phase du réseau, celle qui donnerait accès aux réserves américaines de la baie Prudhoe sur le versant nord de l'Alaska, et peut-être aussi aux réserves canadiennes de la région du delta du Mackenzie. Les deux embranchements est et ouest partent d'un point situé près de Caroline, en Alberta, à 105 km (63 milles) environ au nord de Calgary, et s'étendent sur une distance de 2 992 km (1 858 milles) pour transporter le gaz vers les marchés du sud de la Californie et du Midwest américain. Ces embranchements représentent à peu près le tiers du réseau proposé de la conduite principale, dont la longueur serait environ de 7 720 km (4 790 milles).

Les travaux de la seconde phase, qui permettraient au réseau d'atteindre son objectif premier — donner accès aux réserves américaines du versant nord de l'Alaska — ont été suspendus pour une période indéfinie à partir de 1982 en raison de la grave récession économique qui commençait et de l'état critique des marchés du gaz. Ces problèmes ont été par la suite aggravés par ce qui a été largement considéré dans les 48 États du sud comme un surplus important quoique temporaire des provisions américaines de gaz. Les embranchements sud du gazoduc, qui avaient initialement la capacité de transporter jusqu'à concurrence de 37 millions de mètres cubes de gaz par jour (1,3 milliard de pi^3 par jour), ont continué — en particulier l'embranchement est — pendant quelques années à fonctionner bien en deçà de leur capacité à cause de ces mêmes facteurs. Cependant, par suite de la demande croissante de gaz canadien aux États-Unis, les deux embranchements ont tous deux été exploités à leur capacité maximale, ou presque, au cours des dernières années, ce qui a amené les promoteurs des deux côtés de la frontière à élaborer des plans pour renforcer la capacité d'exploitation du réseau ou pour accroître sa capacité de transport en l'élargissant et en l'allongeant. Les pages suivantes offrent un aperçu des plans qui sont mis au point des deux côtés de la frontière.

L'embranchement ouest — Développements du côté américain

La Pacific Gas Transmission (PGT) et son entreprise affiliée, la Pacific Gas and Electric (PG&E), ont mis au point des plans visant presque à quadrupler la capacité de l'embranchement ouest de l'Alaska Natural Gas Transportation System aux États-Unis, la faisant passer de quelque 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de pi³ par jour) à environ 26,4 millions de mètres cubes par jour (932 millions de pi³ par jour) : ces plans ont continué de suivre la filière réglementaire. Le projet d'expansion qui vise à permettre d'accroître les importations du gaz canadien destiné à la Californie et aux États du nord-ouest dépend de l'approbation de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) pour les portions du pipe-line qui traversent plus d'un État, et de l'approbation de la California Public Utilities Commission (CPUC) pour les éléments du projet qui se limitent au territoire de cet État. Les deux sociétés proposent d'ajouter environ 1 400 km (845 milles) de mailles de 1 067 et de 914 millimètres (42 et 36 pouces) à leur réseau actuel à un coût estimatif de 1,2 milliard de dollars américains pour obtenir l'accroissement prévu de la capacité de transport du réseau.

Au cours des quelques dernières années, plusieurs sociétés — dont la PGT/PG&E — se sont disputé le droit de transporter des quantités accrues de gaz en réponse aux demandes croissantes de la Californie et d'autres États de l'ouest. Alors que trois des projets soumis prévoient l'utilisation du gaz des États-Unis mêmes, l'un des autres projets prévoit aussi des importations accrues de gaz canadien. L'Altamont Gas Transmission Project, qui compte Petro-Canada au nombre de ses partenaires, a présenté une proposition en juillet 1989 à l'effet d'acheminer environ 19,8 millions de mètres cubes de gaz par jour (700 millions de pi³ par jour) vers le sud, dans le Wyoming, pour se raccorder à la Kern River Gas Transmission Co. proposée, laquelle transporterait ensuite le gaz jusqu'aux marchés de la Californie.

Dans une décision rendue en février 1990, la CPUC a résolu de laisser aux forces du marché le soin de déterminer si l'un des projets ou plusieurs d'entre eux étaient économiquement et financièrement viables plutôt que de choisir elle-même entre les propositions des sociétés concurrentes. (En mai 1990, la FERC a convoqué une conférence technique pour étudier divers aspects des demandes soumises par la PGT/PG&E et l'Altamont en vertu de l'article habituel 7(c) du *U.S. Natural Gas Act*. La demande de l'Altamont fut par la suite rejetée sans préjudice en raison du fait qu'elle négligeait de fournir certains renseignements essentiels. Cependant, l'Altamont a encore une demande devant la FERC en application de la nouvelle procédure facultative du certificat établie par la FERC. À la date de la rédaction du présent rapport, on n'était pas encore fixé sur la manière dont la demande de la PGT/PG&E serait traitée.)

— Développements du côté canadien

Au cours de l'exercice, la Foothills Pipe Lines Ltd. et l'Alberta Natural Gas Company Ltd. (ANG) ont largement discuté ensemble de l'expansion qu'on envisage de donner à l'embranchement ouest au Canada afin d'assurer la capacité accrue de transport qui sera nécessaire pour que le réseau du gazoduc de la route de l'Alaska puisse acheminer vers les États-Unis des importations de gaz canadien dont le volume aura presque quadruplé d'après ce que la PGT/PG&E est en train de planifier. L'ANG, qui appartient à 49 p. 100 à la PGT, possède à son tour une participation de 49 p. 100 dans la société Foothills (au sud de la C.-B.). Comme à l'époque de sa construction, l'embranchement ouest est encore constitué de quatre mailles du pipe-line de l'ANG qui appartiennent à la Foothills. Ces mailles sont formées de 87,8 km (54,6 milles) de tuyau de 914 mm (36 pouces). La compression est assurée par l'ANG en sa qualité de composante du réseau intégré.

(En mai 1990, la Foothills et l'ANG ont présenté respectivement à l'Administration du pipe-line du Nord et à l'Office national de l'énergie des demandes qui auraient eu pour effet d'augmenter la capacité de transport de l'embranchement ouest au sud de la C.-B. de quelque 26,4 millions de mètres cubes par jour (932 millions de pi³ par jour) à partir de son niveau actuel de 6,8 millions de mètres cubes (240 millions de pi³ par jour) à un coût estimatif de 167 millions de dollars. La Foothills a proposé d'ajouter un autre prolongement de 77,1 km (47,9 milles) de tuyau de 1 067 mm (42 pouces) pour se défaire presque entièrement des quatre mailles actuelles dont le diamètre est plus petit que celui des nouvelles sections de tuyau qui sont proposées. La demande de la Foothills à l'APN était contenue dans deux propositions d'annexes au rapport de conception du réseau qui a été rédigé pour le projet de gazoduc de la route de l'Alaska : l'une des annexes visait à faciliter au moyen de la PGT l'acheminement des importations accrues; l'autre visait à fournir la

capacité voulue pour augmenter les exportations de la Pan-Alberta Gas Ltd. au sud de la Californie depuis le niveau actuel de 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de pi³ par jour) jusqu'à celui de 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pi³ par jour). La Foothills a proposé d'installer un prolongement additionnel de 11 km (6,8 milles) de mailles uniquement s'il était nécessaire à l'accroissement de la capacité de transport demandée par la Pan-Alberta et pour faire droit à cette demande-là seulement.

(Parce que l'ANG est soumise à la réglementation de l'Office national de l'énergie, elle lui a demandé l'autorisation d'installer trois nouveaux compresseurs et d'apporter d'autres modifications à son réseau pour permettre l'accroissement proposé de sa capacité.

(À l'heure actuelle, la portion construite de l'embranchement ouest en Alberta est constituée de trois mailles du réseau du pipe-line de la NOVA. Dans sa présentation à l'Administration du pipe-line du Nord, la Foothills a déclaré qu'il sera nécessaire d'agrandir le réseau de la NOVA pour assurer à la portion albertaine de l'embranchement ouest la capacité de transport accrue dont elle aura besoin.

(En juillet 1990, un bureau canadien d'avocats, agissant au nom de l'Altamont — qui, comme on l'a mentionné plus haut, propose également d'augmenter les exportations de gaz canadien vers les marchés de l'ouest des États-Unis — déposait auprès de l'Office national de l'énergie et de l'Administration du pipe-line du Nord un avis d'opposition au processus de réglementation en vertu duquel la Foothills et l'ANG proposaient de poursuivre l'expansion prévue de l'embranchement ouest au sud de la Colombie-Britannique. L'Altamont faisait valoir que l'expansion connexe qui était proposée au sud de la frontière par la PGT/PG&E ne faisait pas partie de l'ANGTS et que, du même coup, l'expansion proposée par la Foothills ne faisait pas partie du certificat qui lui avait été accordé en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour la construction au Canada du gazoduc de la route de l'Alaska. L'Altamont soutenait qu'en conséquence, l'expansion du réseau du sud de la Colombie-Britannique relevait entièrement de la seule compétence de l'Office national de l'énergie. Par la suite, l'Altamont a modifié son opposition pour la limiter à l'expansion proposée par la PGT/PG&E pour permettre l'accroissement de capacité qu'elle recherchait, levant ainsi son opposition à cette expansion plus limitée qui était nécessaire à l'accroissement de la capacité de transport recherché par la Pan-Alberta. Au moment où ce rapport était rédigé, l'Office et l'Administration attendaient de recevoir les commentaires de la Foothills, de l'ANG et des autres parties intéressées ainsi qu'une réponse quelconque d'Altamont avant de déterminer comment répondre à l'avis d'opposition d'Altamont.)

L'embranchement est — Développements du côté américain

Comme il a été noté dans les précédents rapports annuels, la Northern Border Pipeline Ltd., qui représente l'embranchement est du réseau aux États-Unis, a demandé à la FERC, en novembre 1987, d'être autorisée, en vertu de la section 7(c) du *Natural Gas Act*, à accroître considérablement la capacité de transport de la conduite de 1 326 km (822 milles) de 1 067 mm (42 pouces) qui s'étend depuis la frontière canadienne près de Monchy, en Saskatchewan, jusqu'à Ventura, dans l'Iowa, et de la prolonger de quelque 600 km (370 milles) depuis son point d'aboutissement actuel, situé à Ventura, jusqu'à Tuscola, dans l'Illinois. La capacité de l'extension proposée se serait élevée à environ 31 millions de mètres cubes par jour (1,1 milliard de pi³ par jour). En mars 1990, la Northern Border annonçait qu'elle retirait sa demande et se proposait d'en présenter une nouvelle en application de la procédure facultative de certificat de la FERC, qui prévoit un examen de contrôle abrégé.

(Dans cette demande révisée qu'elle a présentée à la FERC en juin 1990, la société a proposé d'ajouter sept compresseurs de plus et de prolonger le réseau de quelque 600 km (370 milles) depuis Ventura jusqu'à Tuscola avec du tuyau de 762 mm (30 pouces) de diamètre. La capacité du réseau actuel serait accrue d'environ 10,6 millions de mètres cubes par jour (373 millions de pi³ par jour) pour atteindre une capacité totale de 36,3 millions de mètres cubes par jour (1,28 milliard de pi³ par jour). La capacité du prolongement serait environ de 12,7 millions de mètres cubes par jour (450 millions de pi³ par jour). Le coût total était estimé à 373 millions de dollars américains. Par suite d'une demande supérieure aux prévisions initiales, la Northern Border annonçait en août qu'elle se proposait de modifier sa demande pour porter le diamètre du tuyau du prolongement vers Tuscola à 914 mm (36 pouces), ce qui augmenterait les coûts de quelque 60 millions de dollars. La société a précisé qu'une canalisation de plus grand diamètre accroîtrait la capacité du prolongement à environ 17 millions de mètres cubes par jour (600 millions de pi³ par jour) au début puis, finalement, à environ 28,3 millions de mètres cubes par jour (1 milliard de pi³ par jour).

(Cependant, même avant le retrait de sa demande de 1987 et le remplacement de celle-ci par une autre, l'état des plans d'expansion de la Northern Border s'était obscurci par suite de l'annonce faite en février 1990 par la Natural Gas Pipeline Co. of America qu'elle avait l'intention de chercher à se raccorder au point d'aboutissement de Ventura de la conduite actuelle de la Northern Border au moyen d'une conduite de 242 km (150 milles) de long et de 762 mm (30 pouces) de diamètre qui se dirigerait vers le sud pour se joindre à son réseau actuel. En mars, la Northern Border a annoncé qu'elle refusait d'accepter le raccordement proposé à cause des incertitudes d'ordre réglementaire qu'il créerait et du manque d'information précise concernant les fournisseurs et les acheteurs éventuels du gaz de la Natural Gas Pipeline Co. of America. Cette dernière a riposté plus tard au cours du même mois en alléguant que la position de la Northern Border était «anti-concurrentielle». En juin 1990 toutefois, la Northern Border a demandé à la FERC d'émettre une ordonnance expliquant bien clairement quelles étaient précisément ses obligations — si elle en avait — de construire et d'exploiter des installations pour livrer du gaz à la Natural Gas, soulevant ainsi pour la première fois des questions de règlement sur l'application des nouvelles procédures, non contestées encore, que les États-Unis avaient adoptées comme moyen additionnel d'accroître la concurrence industrielle.)

En plus de ces plans d'expansion, la Northern Border a également maintenu auprès de la FERC une demande pour être autorisée à installer une nouvelle station de compression, numéro 10, sur le réseau actuel pour permettre certaines importations de gaz canadien totalisant 4,2 millions de mètres cubes par jour (150 millions de pi^3 par jour). Cette demande a eu des conséquences particulières sur la mise en œuvre de l'accord d'achats entre le Canada et les États-Unis comme on l'expose plus loin.

— Développements du côté canadien

Dans son rapport annuel de 1988-1989, l'Administration du pipe-line du Nord a exposé à grands traits la proposition de la Foothills d'installer une nouvelle station de compression, numéro 393, près de Val-Marie en Saskatchewan. Le compresseur additionnel était destiné à assurer une sécurité accrue à l'exploitation de l'embranchement est et il devait également permettre d'accroître dans une certaine mesure la capacité de transport de cet embranchement. L'annexe au rapport de conception du réseau qui a été présentée par la Foothills en faveur de la nouvelle station a été approuvée en février 1989 par Kenneth W. Vollman, membre temporaire de l'Office national de l'énergie, qui avait été nommé par le gouverneur en conseil pour remplir les fonctions de directeur et de fonctionnaire désigné en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Au cours de l'exercice 1989-1990, l'Administration a étudié plusieurs propositions soumises par la Foothills en conformité avec les conditions de la *Loi sur le pipeline du Nord* et les autres règlements adoptés en vertu de cette loi. Ces propositions portaient sur un ensemble vaste et divers d'aspects techniques, socio-économiques et environnementaux du projet. Quelques propositions exigeaient aussi l'approbation de l'Office national de l'énergie ou du ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, l'honorable Donald Mazankowski, ou des deux à la fois. En outre, l'APN a suivi les procédures prévues dans l'accord conclu en 1980 entre le Canada et les États-Unis touchant l'achat aux fins du projet d'articles désignés tels que les tuyaux de grand diamètre, les compresseurs ainsi que les valves et les raccords de grande taille. On pourra lire dans la suite de ce rapport un aperçu du problème soulevé par l'application de ces procédures d'achat aux projets d'expansion du gazoduc au sud de la frontière.

La Foothills a été autorisée en juin 1989 à commencer à préparer les lieux et à entreprendre la construction de la station de compression en août, tâche qui s'est poursuivie tout au long du reste de l'exercice. (L'Office national de l'énergie a autorisé l'ouverture de la station en juillet 1990 après l'achèvement des travaux de construction et la mise à l'essai requise des nouvelles installations.)

En avril 1989, la Foothills a soumis à l'Office national de l'énergie des plans pour accroître la capacité de transport de l'embranchement est en éliminant les restrictions qui pesaient sur la pression maximale d'exploitation par suite de l'intégration du pipe-line de la Foothills au réseau de la NOVA en Alberta et des pressions d'exploitation plus basses de l'usine pour l'extraction des liquides du gaz naturel d'Empress, près de la frontière de la Saskatchewan. Comme l'indique le rapport de l'APN de l'an dernier, la Foothills a proposé de supprimer la plupart de ses raccordements avec le pipe-line de la NOVA et de mettre en place des installations de décompression-recompression attenantes à l'usine d'extraction d'Empress, ce qui lui permettrait d'accroître la capacité des livraisons à l'embranchement est de la Saskatchewan de quelque

7,8 millions de mètres cubes par jour (275 millions de pi³ par jour). En réalité, cela aurait pour effet d'accroître la capacité de transport de l'embranchement est environ du quart, la portant à 38,2 millions de mètres cubes par jour (1,35 milliard de pi³ par jour).

On estime que la capacité du réseau actuel peut être accrue jusqu'au volume maximal de 51 millions de mètres cubes par jour (1,8 milliard de pi³ par jour). Dans les motifs de décision produits en juin 1989, l'Office a conclu que le coût estimatif de 34,5 millions de dollars des nouvelles installations était modeste en comparaison des avantages potentiels qu'elles pourraient offrir. (Les nouvelles installations ont été terminées et l'Office en a autorisé l'ouverture à la mi-novembre 1990. En décembre 1990, la Foothills a informé l'Administration du pipe-line du Nord qu'elle projetait d'installer deux nouvelles stations de compression sur la portion albertaine de l'embranchement est afin d'assurer l'acheminement vers Empress d'un volume accru de gaz de quelque 16,35 millions de mètres cubes par jour (577 millions de pi³ par jour) en réponse à la demande de NOVA.)

Dans son rapport de l'année dernière, l'APN mentionnait que les dernières modalités de règlement avaient été arrêtées dans le cas du différend prolongé qui opposait la Pan-Alberta Gas Ltd. de Calgary (Alberta) et la United Gas Pipeline Co. Le règlement prévoyait que la Pan-Alberta assumerait les droits et obligations de la United concernant l'expédition, par l'entremise de la Northern Border, d'un volume pouvant atteindre 12,74 millions de mètres cubes par jour (450 millions de pi³ par jour), et que la Enron Corp. de Houston (Texas) se chargerait des intérêts de 12,25 p. 100 que la United avait dans la Northern Border. Dans sa décision de septembre 1989, la FERC maintenait cet accord et rejetait les requêtes à l'effet de soumettre l'affaire à une nouvelle audition.

Le projet du pipe-line de la vallée du Mackenzie

En août 1989, l'Office national de l'énergie a approuvé à certaines conditions les demandes d'autorisation d'Esso, de Gulf et de Shell aux fins d'exporter 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi³) de gaz canadien à partir du delta du Mackenzie sur une période de 20 ans à compter de 1996. Conformément à l'intention qu'elle avait annoncée, la Foothills a demandé à l'Office, en octobre 1989, l'autorisation de construire un pipe-line de 1 646 km (1 023 mille) d'un diamètre de 864 mm (34 pouces) depuis le delta jusqu'à un point situé près de Boundary Lake, qui s'étend entre le nord de la Colombie-Britannique et l'Alberta.

Dans une lettre envoyée en même temps au directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, la Foothills donnait avis de son intention de demander ultérieurement à l'APN l'autorisation de prolonger le gazoduc à partir de son actuel point d'aboutissement près de Caroline, en Alberta, pour le relier au pipe-line de la vallée du Mackenzie près de Boundary Lake. Cette extension nécessiterait la construction de quelque 656 km (407 milles) de tuyau de 1 219 mm (48 pouces) le long du tracé proposé pour le gazoduc de la route de l'Alaska, et elle aurait une capacité initiale de transport de 34 millions de mètres cubes par jour (1,2 milliard de pi³ par jour) de gaz depuis le delta jusqu'aux marchés du sud, aux États-Unis et au Canada. Le coût de tout le pipe-line était estimé à 4,4 milliards de dollars de 1988 mais à l'exclusion du coût des fonds utilisés pendant les travaux de construction.

La demande d'autorisation soumise par la Foothills pour construire le pipe-line de la vallée du Mackenzie était, comme la société le soulignait, mise de l'avant comme un autre moyen de donner accès au gaz canadien de la région du delta du Mackenzie que celui de la proposition originelle, qui consistait à donner cet accès par ce qu'il est convenu d'appeler l'embranchement Dempster. Ce pipe-line s'étendrait vers le sud-ouest à partir du delta du Mackenzie pour se raccorder à la conduite principale du projet de gazoduc de la route de l'Alaska à Whitehorse, capitale du territoire du Yukon. Pareil projet nécessiterait la construction d'un pipe-line de 1 200 km (740 milles) d'un diamètre de 864 mm (34 pouces) et d'une capacité de transport allant jusqu'à 34 millions de mètres cubes de gaz par jour (1,2 milliard de pi³ par jour).

Sur recommandation de l'Office national de l'énergie, le gouvernement fédéral a conclu en 1978 un accord avec la Foothills en vertu duquel la société se chargeait de l'obligation de construire l'embranchement Dempster s'il était ultérieurement approuvé par l'ONE. À l'époque, on présumait que l'accès au gaz canadien de la région du delta du Mackenzie serait recherché seulement quelque temps après la mise en service du gazoduc donnant accès aux réserves américaines de la baie Prudhoe. La décision des trois propriétaires des réserves du delta du Mackenzie de chercher des marchés pour leur gaz au moment où les plans pour donner accès aux réserves de la baie Prudhoe demeuraient en suspens a incité la Foothills à présenter son plan de rechange pour le pipe-line de la vallée du Mackenzie. En construisant la conduite

proposée pour qu'elle rejoigne un prolongement du gazoduc de la route de l'Alaska se raccordant aux embranchements est et ouest à Caroline, en Alberta, on pourrait aussi faciliter l'achèvement définitif du réseau de la conduite principale donnant accès à la baie Prudhoe.

(L'accord Dempster prévoyait que les obligations assumées par la Foothills prendraient fin au plus tard le 13 avril 1990. À la suite d'une série de discussions avec la société, on convint de part et d'autre de prolonger l'accord tel quel pendant une période additionnelle de 10 ans. La prolongation de l'accord jusqu'à l'an 2000 a été signée au nom du gouvernement fédéral par l'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et par l'honorable Donald Mazankowski, ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord. Monsieur Epp a déclaré dans le communiqué de presse du 12 avril 1990 qui annonçait cette prolongation qu'un tel accord aiderait le Canada à maintenir ouvertes ses options d'avenir en matière d'énergie.)

En novembre 1989, l'ONE annonçait qu'à la suite d'un examen préliminaire, il ajournait toute considération ultérieure de la demande de la Foothills concernant le pipe-line de la vallée du Mackenzie jusqu'à ce que cette société lui ait présenté un surcroît d'information comprenant des mémoires ou documents sur des questions telles que le tracé définitif, les évaluations socio-économiques, environnementales et géotechniques, la conception du pipe-line, les installations de raccordement en amont et en aval, l'analyse coûts-avantages, les attestations concernant l'approvisionnement en gaz et les marchés du gaz, les contrats de transport, les considérations de financement et le tarif proposé. Malgré cet ajournement, la Foothills a poursuivi d'amples discussions avec un certain nombre d'autres parties intéressées à une participation dans la propriété et la gestion du nouveau pipe-line proposé.

Entre-temps, l'approbation du gouverneur en conseil, qui est nécessaire aux licences d'exportation du gaz du delta du Mackenzie autorisées par l'Office en août 1989, a également été suspendue à la suite de deux décisions des tribunaux qui imposent aux ministères et organismes fédéraux de se conformer aux propres lignes directrices du gouvernement fédéral visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. En février 1990, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M. Epp, écrivait au président de l'ONE, Roland Priddle, pour l'informer que le gouvernement avait l'intention de refuser d'approuver un certain nombre d'autorisations accordées par l'Office, dont les licences d'exportation du gaz du delta, jusqu'à ce qu'il sache si l'Office s'était conformé à ces lignes directrices et, si tel n'était pas le cas, comment l'Office entendait s'y conformer. Plus tard au cours du même mois, M. Priddle a informé le ministre que l'Office se proposait de passer au crible environnemental les licences en question ainsi que les demandes pertinentes qu'il recevrait à l'avenir. Dans le cas de l'exportation proposée du gaz du delta du Mackenzie, l'Office a ordonné aux trois sociétés de soumettre des mémoires sur les questions environnementales pas plus tard qu'en août 1990, après quoi un autre délai a été prévu pour permettre aux autres parties intéressées de présenter leurs commentaires sur les mémoires soumis par Esso, Gulf et Shell, et une période additionnelle pour permettre à ces trois sociétés de répondre à ces commentaires.

Application de l'accord bilatéral d'achats

Dans l'élaboration de l'accord de 1977 entre le Canada et les États-Unis sur le gazoduc de la route de l'Alaska, les représentants du gouvernement américain ont souligné l'importance de mettre au point un ensemble varié de moyens pour assurer la construction aussi efficiente et rentable que possible du réseau projeté. L'article 7 de l'accord prévoyait comme l'un des moyens d'atteindre cet objectif que chaque gouvernement ferait en sorte que la fourniture de biens et de services requis au projet soit faite à des conditions généralement concurrentielles. Pour aider à atteindre cet objectif particulier, les deux gouvernements ont signé en juin 1980 un accord visant à donner aux fournisseurs américains et canadiens éventuels de certains articles désignés — tuyaux de grand diamètre, compresseurs, valves et raccords de grande taille — des chances égales d'obtenir des contrats des deux côtés de la frontière. L'accord désignait l'Administration du pipe-line du Nord et son homologue américain, l'Office of the Federal Inspector, organismes chargés de la mise en œuvre des procédures que les deux gouvernements s'étaient engagés à établir sur la base de la réciprocité. Ce processus a été parfaitement mis en œuvre des deux côtés de la frontière quand on a entrepris d'acheter ces articles désignés pour construire les embranchements est et ouest du gazoduc au début des années 80. Plus récemment, le même processus a également été appliqué par le Canada dans le cas de la station de compression 393, qui a été construite en Saskatchewan pour assurer une sécurité accrue à l'exploitation de l'embranchement est.

Des indications de plus en plus nombreuses ont permis de constater que les États-Unis se formaient une opinion différente de la relation des projets d'expansion de la capacité des embranchements est et ouest à l'*Alaska Natural Gas Transportation Act* (ANGTA), en vertu duquel ces installations du gazoduc avaient été autorisées à l'origine par le président et le Congrès et, par conséquent, de l'applicabilité de l'accord bilatéral d'achats entre les deux gouvernements.

Dans son rapport d'octobre 1988 au Congrès, le Federal Inspector d'alors faisait observer que la Northern Border n'avait pas demandé que sa demande d'expansion-prolongement de l'embranchement est aux États-Unis soit traitée en vertu de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act*. Il indiquait que la société avait précisé que l'accroissement proposé de la capacité de transport n'équivaudrait pas à la seconde phase de l'ANGTS parce qu'il ne devait pas servir à transporter du gaz de l'Alaska, qu'il était parrainé par différentes sociétés et qu'il ne correspondait ni aux devis ni aux lieux proposés de la seconde phase de l'ANGTS. Dans un rapport ultérieur au Congrès, l'Office of the Federal Inspector mentionnait qu'une position similaire avait aussi été prise par la PGT/PG&E dans le cas de sa proposition d'expansion de l'embranchement ouest aux États-Unis. Dans sa demande à la Federal Energy Regulatory Commission, toutefois, la PGT affirmait que l'expansion proposée terminerait la portion américaine de l'embranchement ouest de l'ANGTS et que le projet donnerait aux clients de la PGT accès au gaz de l'Alaska.

La position des promoteurs américains est maintenant directement liée à la question connexe de l'applicabilité de l'accord d'achats de 1980 par suite de la lettre écrite en janvier 1990 à l'Acting Federal Inspector, Melvin Hurwitz, par le fonctionnaire chargé du projet d'installation d'une nouvelle station de compression 10 dans le réseau de la Northern Border pour qu'elle puisse acheminer des importations accrues de gaz canadien. La lettre émanant de la société précise que la demande concernant la station de compression «n'a pas été présentée en vertu de l'ANGTA et ne prétend pas être liée aux embranchements est et ouest de l'ANGTS ni en faire partie, parce que la justification économique et la faisabilité de l'ajout de la station numéro 10 ne dépendent en aucune manière du transport potentiel du gaz de l'Alaska. Par conséquent, cet ajout n'est pas soumis aux principes de l'accord de 1977 sur le pipe-line ou aux procédures d'achat de 1980.»

Dans une lettre de la fin de mars 1990 où il répond à l'invitation de M. Hurwitz de commenter les observations ainsi soumises par la Northern Border, le directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, Donald W. Campbell, s'est dit préoccupé par l'affirmation de la Northern Border selon laquelle l'accord d'achats ne s'appliquait pas au projet des installations de la nouvelle station de compression.

Dans sa réponse du mois suivant, M. Hurwitz a écrit que la Northern Border a clairement fait savoir qu'elle n'estimait pas qu'aucun élément des plans qu'elle a élaborés pour l'expansion-extension proposée faisait partie de l'ANGTS. Étant donné l'avantage judiciaire et réglementaire considérable dont les promoteurs ont bénéficié en vertu de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act*, «les décisions concernant l'état de l'ANGTS qui sont prises par un promoteur devraient être concluantes dans la plupart des cas», a indiqué M. Hurwitz. «Je ne vois aucune raison de reconsidérer la décision de la Northern Border concernant ses plans d'expansion et d'extension.»

(Dans une réponse ultérieure de juillet 1990, le directeur général a prié qu'on lui permette de tenir des consultations avec les représentants des États-Unis au sujet de l'applicabilité de l'accord d'achats de 1980 comme il a été prévu pour les représentants des deux pays dans cet accord et dans celui de 1977 sur le gazoduc. Dans son rapport d'août 1990 au Congrès, l'Acting Federal Inspector a fait savoir qu'il avait eu des discussions soutenues avec l'APN au sujet de l'applicabilité des procédures d'achat à l'embranchement est de l'ANGTS en territoire américain. Il a aussi indiqué que le directeur général avait demandé des consultations sur la question, et qu'il était prévu qu'elles auraient lieu à Washington le mois suivant. Par suite de ces discussions, les représentants des États-Unis ont ultérieurement convenu de soumettre les questions soulevées par M. Campbell à l'examen de l'Executive Policy Board, organisme composé de fonctionnaires supérieurs de huit différents ministères et organismes fédéraux qui a été établi pour servir de source de conseils sur les questions qui concernent l'ANGTS.)

Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc

Les activités de réglementation relatives au gazoduc ont commencé en 1988-1989 à se dérouler à un rythme plus rapide par suite de la mise au point par les

promoteurs du projet de nouveaux plans pour élargir et prolonger le réseau actuel. Ce rythme s'est maintenu sans ralentir des deux côtés de la frontière au cours de l'exercice 1989-1990.

Comme il a été mentionné plus haut, l'Administration du pipe-line du Nord a continué d'exercer ses responsabilités de réglementation en ce qui a trait à la planification et à la construction de la station de compression 393 sur l'embranchement est du réseau en Saskatchewan. Une grande partie de cette tâche a été suivie de près par M. Vollman, membre temporaire de l'Office national de l'énergie qui a d'abord été nommé en décembre 1988 directeur et fonctionnaire désigné en vertu des dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord* jusqu'en septembre 1989. M. Vollman a été renommé par la suite pour un mandat de trois ans. L'Administration se reconnaît encore redevable envers l'Office national de l'énergie de mettre à sa disposition, à titre contractuel, les services des membres de son personnel pour la faire bénéficier de leurs renseignements et de leurs conseils dans la mesure requise à l'exercice par l'APN de ses fonctions de réglementation. Les employés de l'ONE ont aussi continué de fournir des services de soutien administratif à l'APN. Comme dans le passé, les coûts de tous les services assurés par l'Office ont été facturés à l'Administration et sont recouvrables de la Foothills de la même façon que les autres coûts de l'APN conformément à la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Comme on l'a signalé dans le rapport annuel précédent, G.E. Shannon, qui est devenu directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord en juin 1988 — en plus d'occuper le poste de sous-ministre du Commerce extérieur et de sous-secrétaire d'État associé aux Affaires extérieures — a été nommé ambassadeur du Canada à Genève aux négociations commerciales multilatérales et négociateur en chef à compter du 1er janvier 1990. Il a été remplacé au poste de directeur général de l'Administration le 1er décembre 1989, par Donald W. Campbell, qui a été également nommé sous-ministre du Commerce extérieur et sous-secrétaire d'État associé aux Affaires extérieures.

Au cours de l'année, l'homologue de l'APN aux États-Unis, l'Office of the Federal Inspector, a continué d'être dirigé par B. Melvin Hurwitz en qualité d'Acting Federal Inspector. (Au début d'octobre 1990, le président George Bush a annoncé son intention de nommer Michael Joseph Bayer Federal Inspector. M. Bayer a une large expérience du domaine de l'énergie dans les deux secteurs privé et public; il occupait tout récemment le poste de gestionnaire des opérations de Washington de la Panhandle Eastern Corporation. La nomination de M. Bayer a été confirmée plus tard par le Sénat à la fin d'octobre et il a été assermenté au début de novembre.)

Pour la première fois depuis 1982, M. Hurwitz a réactivé l'Executive Policy Board qui — comme on l'a rappelé plus haut — est un organisme composé de fonctionnaires supérieurs de huit ministères et organismes fédéraux qui a été établi pour fournir des avis sur des questions de politique concernant la planification et la construction de l'ANGTS. Comme il en a par la suite informé le Congrès dans l'un des rapports réguliers de l'OFI, M. Hurwitz a déclaré à la séance d'ouverture de l'Executive Policy Board "que le temps n'est peut-être pas loin où le gaz du versant nord sera enfin acheminé vers le marché et que — à son avis — il était important que ce conseil soit en place et prêt à traiter avec efficacité des mesures relatives à l'ANGTS." (En juin 1990, les membres de l'EPB se sont rendus en Alaska pour y observer les activités pétrolières actuelles et pour se faire breffer sur diverses questions par des représentants d'un certain nombre de sociétés qui ont un intérêt dans l'exploitation du pétrole et du gaz de l'Alaska et par des représentants de l'État de l'Alaska.)

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1990.

En 1989-90, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 412 000 $ et le nombre d'années-personnes autorisées était de 2. Les dépenses pour l'année étaient de 210 000 $. À la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait que trois employés, dont deux travaillant à temps partiel. L'Office national de l'énergie fournit des services dans les secteurs des finances et du personnel pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipeline remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 55(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 161 000 $ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*; 38 000 $ de ce montant ayant trait à des dépenses de l'année précédente. En plus, des droits de servitude de 30 000 $ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Édifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1990. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1990 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le vérificateur général du Canada

D. Larry Meyers, F.C.A.,
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada
le 5 juillet 1990

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses et des rentrées
pour l'exercice terminé le 31 mars 1990

	1990	1989
Dépenses (note 3)		
Services professionnels et spéciaux	$107,087	$ 47,168
Traitements et prestations aux employés	79,763	116,086
Locations	15,149	38,938
Déplacements et communications	3,712	5,248
Information	3,710	3,801
Fournitures et approvisionnements	650	667
Réparation et entretien	378	53
	210,449	211,961
Rentrées		
Frais recouvrés auprès de Foothills Pipe Lines Ltd. (note 4)	160,756	238,975
Droits de servitude	30,400	27,594
Autres recouvrements	1,832	658
	192,988	267,227
Excédent des dépenses sur les rentrées		
(Excédent des rentrées sur les dépenses)	$ 17,461	$ (55,266)

Approuvé par:

Le directeur général,

L'agent financier supérieur,

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées au 31 mars 1990

1. Pouvoirs et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978 chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1er avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement leurs services.

Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1990	1989
Crédits parlementaires		
Transport		
Crédit 25 (Crédit 85 en 1989)—Dépenses du programme	$390,000	$356,000
Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	22,000	32,000
	412,000	388,000
Montant non requis	201,551	176,039
	$210,449	$211,961

4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd.

	1990	1989
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	$ 210,449	$ 211,961
* Rajustement au titre des prestations aux employés	(12,123)	(18,967)
Autres recouvrements	(10)	(658)
Rajustement pour frais non recouvrables	(1,822)	(902)
	196,494	191,434
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	37,731	85,272
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(73,469)	(37,731)
	$ 160,756	$ 238,975

* Le montant que l'agence a versé au gouvernement pour les contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, pour l'exercice en cours, est supérieur au montant réel que doit verser l'employeur en tenant compte des coûts des salaires payés. Les frais recouvrables à ce titre ont donc été ajustés et représentent 17.1 % du coût réel des salaires. Ce pourcentage est conforme à celui mentionné dans le Guide pour l'établissement des coûts des extrants au Gouvernement du Canada publié par le Conseil du trésor du Canada en février 1989.

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1990 sont évalués à $38,906 ($33,101 en 1989).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1er mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de réinstallation, au 31 mars 1990 sont évalués à $22,400 ($22,400 en 1989).

6. Réduction des activités

Le 1er mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.